Por João Mamede Filho*

Capítulo VIII

Cálculo econômico para aquisição de transformadores de potência

1 - Introdução

O transformador de potência é o equipamento mais importante e o de maior preço individual no orçamento de projeto de subestações de média e alta tensão. Sua aquisição merece ser precedida de uma especificação técnica consistente definindo claramente todos os itens que devem ser obedecidos na fabricação e nos ensaios.

O transformador deve ser especificado de acordo com as características da carga e das condições do sistema elétrico ao qual será conectado. Iremos mencionar dois itens de relevância que elevam significativamente o custo do equipamento.

1.1 – Comutador de derivação em carga (CDC)

Também conhecido pela sigla em inglês OLTC – On Load Tap Changer, esse equipamento é utilizado em conjunto com o transformador e tem como finalidade controlar as variações de tensão na carga devido à ocorrência de variações de tensão no sistema elétrico da concessionária. É acoplado ao transformador no lado de maior tensão. Seu preço pode representar entre 15% a 20% do preço final do transformador.

Muitas concessionárias exigem nas suas normas de ligação dos consumidores de alta tensão igual ou superior a 69 kV que seu futuro cliente adquira o transformador provido de comutador de derivação em carga. Essa exigência tem por objetivo evitar que o consumidor tenha prejuízo na sua atividade produtiva devido às variações de tensão no sistema elétrico da concessionária que pode ser acionada para fornecer a tensão nos limites determinados pela legislação, o que pode acarretar custos elevados na melhoria do sistema da concessionária. Outras concessionárias não fazem exigência do CDC.

1.2 – Sistema de ventilação forçada

Deve-se realizar um estudo de carga diária, mensal e até anual antes de especificar o transformador provido de um sistema de ventilação forçada. O custo não fica limitado apenas aos ventiladores e controles, aos radiadores, que terão maiores volumes e os canais de circulação de óleo mais largos, às buchas, que são dimensionadas com maior capacidade de corrente etc. Dessa forma, deve-se especificar o transformador com sistema de ventilação forçada quando a curva carga for favorável à essa aplicação.

Vamos adotar inicialmente uma indústria cuja carga analisada tem um alto fator de carga, ou seja, o seu valor máximo é de 9,2 MVA e a sua formação é praticamente constante durante todo o período de funcionamento da instalação. Dessa forma não há motivos para utilizar sistemas de ventilação forçada. Nesse caso, é aconselhável utilizar um transformador de 10 MVA (ONAN – Óleo Natural e Ar Natural). Se a carga dessa indústria apresentar apenas um crescimento em alguns períodos do ciclo de carga diário e que não seja superior a 25% da potência nominal do transformador, ou seja, 12,2 MVA, por exemplo, é um motivo para se especificar um transformador com 1 estágio de ventilação forçada e com as seguintes potências: 10/12,5 MVA (ONAN/ ONAF1: Óleo Natural e Ar Forçado).

Cada estágio de ventilação forçada corresponde aproximadamente a um ganho de potência nominal de 25%. Se a carga da indústria apresentar um crescimento de carga em alguns períodos do ciclo de carga, e a demanda crescer acima de 12,2 MVA referida anteriormente, atingindo, por exemplo, 14,6 MVA, é motivo de sobra para utilizar um transformador com dois estágios de ventilação forçada utilizando as seguintes potências: 10/12,5/15 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2).

A Figura 1 mostra um transformador de potência com um sistema de ventilação forçada (ONAN/ONAF1/ONAF2).

É totalmente desaconselhável, do ponto de vista econômico, utilizar um sistema de ventilação forçada quando a carga é de alto fator de carga em que a curva de carga assemelha-se a uma linha reta.

Voltando ao nosso exemplo, se a carga da indústria tem um alto fator de carga e a sua demanda máxima é de 14,7 MVA, deve-se utilizar um transformador de 15 MVA sem ventilação forçada.

Devemos esclarecer que o transformador ONAN opera com suas perdas nominais, com a seção dos fios de cobre dos enrolamentos para suportar a corrente correspondente à sua potência nominal e às perdas correspondentes definidas em projeto. Quando o transformador está operando na condição ONAN/ONAF1, as perdas são mais elevadas porque os fios de cobre dos enrolamentos são os mesmos e a corrente aumentou (ONAF1). Como se sabe, a perda Joule cresce com o quadrado da corrente, e nesse caso o transformador vai operar com menor eficiência.

Quando o transformador está operando na condição ONAN/ONAF1/ONAF2, as perdas são ainda mais elevadas porque os fios de cobre dos enrolamentos são os mesmos para operação em ONAN.

Apesar de a informação parecer óbvia, é bom lembrar que não se deve utilizar a ventilação forçada em transformadores que foram fabricados para a condição ONAN, mesmo que os ventiladores sejam próprios para uso na ventilação forçada de transformadores de potência. Isso se deve principalmente à incapacidade de os radiadores transferirem, de forma efetiva, para o meio exterior o calor gerado na parte ativa do transformador, pois os canais de circulação de óleo são inapropriados para essa aplicação.

Figura 1 – Transformador com sistema de ventilação forçada.

2 - PERDAS ELÉTRICAS NOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Os transformadores de potência geram perdas no núcleo ferromagnético que contribuem com a elevação de temperatura e produzem ruídos desagradáveis. Essas perdas ocorrem em duas diferentes situações quando o transformador está em operação.

2.1 – Perdas em vazio

São aquelas absorvidas pelo transformador quando alimentado em tensão e frequência nominais, estando os enrolamentos secundários e/ou terciários em aberto.

As perdas em vazio do transformador se resumem nas perdas no núcleo de ferro que se caracterizam pelas perdas produzidas pelas correntes parasitas ou de Foucault e pela histerese magnética. Essas perdas ocorrem a partir da energização do transformador e são tratadas por duas diferentes características.

2.2- Perdas por histerese magnética

Todos os materiais ferromagnéticos apresentam uma estrutura molecular que se assemelha a minúsculos ímãs contendo um polo norte N e um polo sul S. Quando estes materiais são submetidos a um campo magnético, seus minúsculos ímãs tendem a se alinhar com o referido campo, resultando num campo magnético maior do que o produzido pela bobina, considerando-se que a permeabilidade destes materiais seja superior à unidade. À medida que se eleva a corrente na bobina, maior é a quantidade de dipolos que se alinham ao campo magnético, até que, para acréscimos sucessivos de corrente, se obtenham reduzidas variações do campo magnético. Para esta condição, diz-se que o material ferromagnético está saturado. A Figura 2 mostra esquematicamente esse fenômeno.

Para melhor representar este fenômeno costuma-se plotar em um gráfico os valores da intensidade do campo magnético H e do fluxo magnético correspondente B.

Entende-se por intensidade de campo magnético H a força magnetomotriz que se desenvolve por unidade de comprimento do fio da bobina que a produz, o que corresponde, também, aos ampères-espiras gerados por unidade de comprimento da referida bobina.

O ciclo histerético que provoca as perdas por histerese, aqui analisadas, está representado na Figura 3. À medida que se aumenta a corrente na bobina se produz uma intensidade de campo magnético H maior, iniciando-se no ponto O e findando no ponto A (curva de magnetização inicial). Ao se remover o campo magnético, os materiais ferromagnéticos retêm parte do magnetismo, chamado magnetismo residual, o que corresponde ao ponto B da Figura 3.

Ao se inverter o sentido do campo magnético, pode-se anular o fluxo magnético, o que é obtido no ponto C da mesma

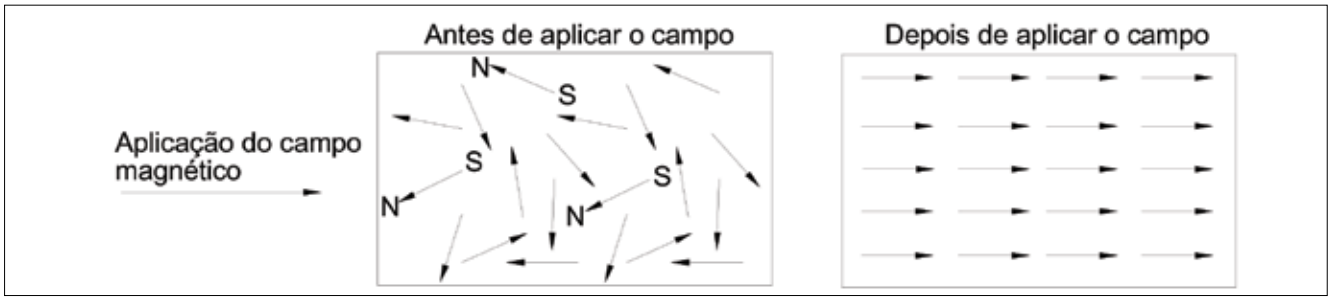

Figura 2 – Aplicação do campo magnético na massa do núcleo de ferro.

figura. Aumentando-se a intensidade do campo magnético no sentido inverso, o material irá magnetizar-se novamente, agora no sentido inverso, até saturar-se no ponto D. Retirando-se o campo magnético, o material retém parte do magnetismo, o que corresponde ao ponto E. Aumentando-se, agora, o referido campo, pode-se saturar novamente o material ferromagnético, até o ponto A, completando-se assim um ciclo histerético.

Se o material ferromagnético é submetido a um campo alternado, como é o núcleo de um transformador, é necessário que o circuito elétrico, primário do transformador, ceda energia ao campo magnético, que é devolvida em forma de calor. A esta energia dá-se o nome de perdas por histerese.

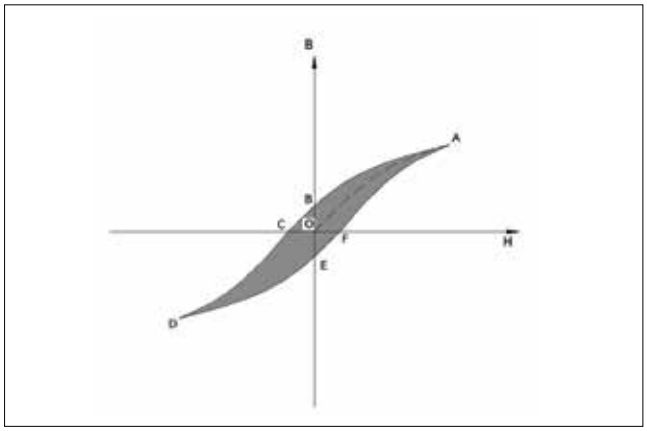

Figura 3 – Curva de magnetização do núcleo do transformador.

a) Perdas por correntes parasitas ou de Foucault

Quando uma massa metálica é submetida a uma variação de fluxo magnético é gerada uma força eletromotriz E que resulta em intensas correntes elétricas no seu interior, provocando perdas de potência. Estas perdas são transformadas em calor gerado no interior do núcleo de ferro do transformador.

Para que as correntes de Foulcault sejam bastante reduzidas, se utilizam chapas de ferro-silício de pequena espessura, separadas com uma fina camada de material isolante.

As perdas por histerese magnética e por correntes parasitas ou de Foucault são computadas como perdas em vazio que têm influência nas perdas totais dos transformadores de potência, objeto do estudo principal deste artigo.

2.3 – Perdas em carga

São aquelas que correspondem à potência ativa absorvida na frequência nominal, quando os terminais primários de linha são percorridos pela corrente nominal, estando os terminais secundários em curto-circuito. Este é o procedimento adotado no ensaio de perdas do transformador.

As perdas em carga são devidas unicamente à resistência ôhmica dos fios das bobinas dos transformadores, portanto, denominadas perdas no cobre. Estas perdas são desprezíveis quando o transformador opera em vazio e são máximas quando o transformador opera em carga máxima. No primeiro caso, as perdas no cobre correspondem somente à corrente de magnetização que percorre o enrolamento primário do transformador, e no segundo caso, as perdas no cobre correspondem à corrente absorvida pela carga ligada aos seus terminais secundários.

As perdas em carga podem ser reduzidas diminuindo o número de espiras dos enrolamentos ou ainda aumentando a área da seção dos condutores. Ao reduzir o número de espiras das bobinas será necessário elevar o valor do fluxo magnético do núcleo do transformador, o que acarreta a utilização de chapas de ferro-silício de melhor qualidade. Alternativamente pode-se elevar a seção transversal dos condutores de cobre. Como se percebe existe inter-relação entre as quantidades de ferro e de cobre utilizadas no projeto e construção dos transformadores, que permitem que esses equipamentos operem com menor perda possível associada ao menor custo de produção.

A população de algumas áreas rurais, principalmente a do semiárido brasileiro utiliza a energia elétrica como um meio de subsistência para a ligação de um pequeno número de cargas, basicamente iluminação, geladeira, poucos eletrodomésticos e um pequeno motor elétrico para acionamento de uma forrageira na primeira parte da manhã. No restante do dia, o consumo

permanece muito baixo. Nessas áreas algumas concessionárias utilizavam, nos programas de eletrificação rural, transformadores com baixa perda no ferro, empregando material de ferro-silício de alta qualidade, e seção reduzida dos condutores de cobre das bobinas que causam as perdas em carga. Como a carga utilizada por essa população requer do transformador uma corrente de carga muito pequena durante a maior parte do dia, e por poucas horas é solicitada uma carga significativa para a potência nominal do transformador, normalmente com capacidade nominal de 15 kVA, justifica-se instalar um transformador rural com baixa perda no ferro (perdas em vazio) e uma elevada perda nos condutores das bobinas (perdas no cobre). Nessas condições os transformadores rurais de distribuição podem ser construídos com menor custo, pois o cobre tem maior preço do que o ferro.

3 – ANÁLISE E JULGAMENTO DE PROPOSTAS CONCORRENTES

Agora que já temos ciência do comportamento dos transformadores operando no seu ciclo de carga, que é diferente para cada condição de uso, podemos avançar nosso entendimento para a aquisição desses equipamentos, não somente os de elevada capacidade nominal, em tensões elevadas, mas também os transformadores de distribuição de média tensão que são comprados normalmente em larga escala pelas concessionárias de energia elétrica.

Para tornar o assunto bem prático vamos imaginar que um grande empreendimento industrial tenha necessidade de aquisição de um transformador trifásico de 90/120/150 MVA-230/69 kV, especificado com o fornecimento do comutador de derivação em carga e sistema de ventilação forçada em dois estágios, ONAN/ ONAF1/ONAF2. Nas propostas, os fabricantes devem assumir a garantia de fornecer o equipamento com as perdas nas seguintes condições:

- Perdas em vazio em kW, na derivação 230.000 – 69.000 V;
- Perdas em carga em kW, em regime ONAN/ONAF, na potência base de 90 MVA.

Para iniciar o julgamento das propostas, o analista deverá utilizar a expressão matemática (1) fornecida na especificação técnica do transformador, com base na qual foram elaboradas as propostas técnico-econômicas dos fabricantes contendo as características técnicas e o preço do equipamento. Normalmente essa especificação faz parte do contrato celebrado entre o comprador e o fabricante.

$$P_a = P + F_{va} \times C_m \left[P_{fe} + \left(0,3 \times F_c + 0,70 \times F_c^{\,2} \right) P_{cu} \right] \qquad (1)$$

Descreveremos, então, o significado das variáveis constantes da expressão (1).

- P_a preço atualizado do transformador no instante da apresentação da proposta, em R$;
- P preço inicial do transformador, no instante da apresentação da proposta, em reais;
- F_{va} fator de valor atual;
- P_{fe} perdas garantidas em vazio, em kW, na base da tensão nominal 230.000 V, fornecido na proposta;
- P_{cu} perdas garantidas em carga, em kW, fornecida na proposta na base de 90 MVA e tensão 230.000 V;
- C_e custo médio da energia a ser consumida, em R$/kWh, considerando o fator de carga da indústria;
- F_c fator de carga do sistema a ser suprido pelo transformador.

Na expressão matemática anterior alguns valores devem ser fornecidos pelo fabricante na sua proposta. Porém, os outros valores devem ser gerados preliminarmente, e constar no texto da proposta enviada aos fornecedores. O termo o F_{va} pode ser conhecido por meio da expressão (2):

$$F_{va} = \frac{(1+I)^n - 1}{I \times (1+I)^n} \times N \qquad (2)$$

Em que:
I - (taxa de juro anual;
N - (número de horas durante o qual o transformador permanece energizado ao ano, normalmente estimado em 8.760 horas;
n - (número de anos durante o qual o transformador permanece energizado; seu valor estimado está entre 20 e 30 anos.

Os valores de I, N e ^{n} devem ser fornecidos na especificação técnica para que os fornecedores tenham ciência das premissas a serem utilizadas no julgamento das propostas. Normalmente, o valor de I é dado em função das taxas de juros do mercado naquele momento. Não necessariamente o valor de I deve ser o valor oficial praticado no mercado, até porque pode haver variações entre o momento em que se elabora a especificação técnica e a data de análise da documentação. Como nas propostas será utilizado o mesmo valor de I, não afeta o resultado da análise.

Para subsidiar a simulação iremos determinar o *fator de valor atual* considerando os seguintes valores:

I =12% (taxa de juros ao ano);

N = 8.760 (número de horas normalmente utilizado nas simulações);

n = 30 anos (normalmente as empresas do setor elétrico adotam o valor de igual a 20 ou 30 anos. Adotaremos 30 anos por ser o

tempo de vida útil mais próximo dos transformadores de grande capacidade. Com esses valores determinaremos o valor de F_{va} .

$$F_{va} = \frac{(1+I)^n - 1}{I \times (1+I)^n} \times N = \frac{(1+0,12)^{30}}{0,12 \times (1+0,12)^{30}} \times 8.760 = 73.000$$

Já o valor do custo médio da energia, C_m , pode ser determinado pela expressão (3):

$$C_m = P_{kWh} + \frac{P_{kW}}{N \times D} \qquad (3)$$

P_{kWh} preço médio da energia, em kWh, pago pelo comprador, na data da proposta;

P_{kW} preço médio do kWh, pago pelo comprador na data da proposta.

Esses valores devem constar na especificação técnica do transformador que será enviada aos fornecedores, a fim de que haja paridade no conhecimento dos dados que serão considerados no julgamento das propostas.

A fórmula (3) pode ser substituída com melhor resultado pela Planilha de Cálculo da Tabela 1. Quando o consumidor é tarifado nos segmentos azul ou verde deve-se simular o preço médio da energia utilizando os consumos e demandas de ponta e fora de ponta, considerando a empreendimento em operação plena, cujo resultado pode ser mais facilmente obtido pela Planilha de Cálculo já mencionada. Nesse caso, deve-se informar diretamente na proposta o preço da energia média que o consumidor irá pagar.

Com os valores conhecidos de P_a calculados para cada proposta, o comprador pode selecionar o fornecedor do transformador que ofereça o menor custo operacional ao longo dos anos de funcionamento desse equipamento.

3.1 – Aplicação do método de análise das propostas

Foram apresentadas propostas técnico-econômicas por três fabricantes. A análise técnica reprovou a proposta de 1 fabricante por um ou mais desvios em relação à especificação técnica, enquanto duas propostas, tecnicamente compatíveis com a especificação técnica fornecida, serão submetidas à análise de perdas para seleção do transformador.

Os dados fornecidos pelos proponentes relativos à análise técnico-econômica das propostas têm os seguintes valores:

3.1.1 – Proposta A

- P =R$ 21.400.00,00(preço do transformador);
- P_{feA} = 108.500 W = 108,5 kW (perdas garantidas em vazio, em kW, na tensão nominal de 230.000 V);
- P_{cuA} = 592.800 W = 592,8 kW(perdas garantidas em carga, em kW, na potência de 90 MVA).

3.1.2 – Proposta B

- P =R$ 22.800.00,00((preço do transformador);
- P_{feB} = 82.060 W = 182,06 kW (perdas garantidas em vazio, em kW, na tensão nominal de 230.000 V);
- P_{cuB} = 505.300 W = 505,3 kW (perdas garantidas em carga, em kW, na potência de 90 MVA);

3.1.3 – Análise das propostas

a) Proposta A

– Cálculo do preço médio da energia a ser paga pelo comprador

Por tratar-se de um consumidor do grupo tarifário A1 (230 kV) seu consumo e demanda serão tarifados nos horários de ponta e fora de ponta, conforme Planilha de Cálculo da Tabela 1 e já explanado anteriormente. Nesse caso, a tarifa média é de R$ 698,54/MWh = R$ 0,69854/kWh. Com os dados já obtidos podemos determinar o preço atualizado do transformador aplicando a expressão matemática (1).

$$P_a = P + F_{va} \times C_m \left[P_{fe} + \left(0,3 \times F_c + 0,70 \times F_c\right) P_{cu} \right]$$

$$P_a = 21.400.000 + 73.000 \times 0,69854 \left[108,5 + \left(0,3 \times 0,70 + 0,7 \times 0,7^2\right) \times 592,8 \right]$$

$$P_a = 21.400.000,00 + 22.249.367,42 = \text{ R\$ } 43.649.367,42$$

a) Proposta B

$$P_a = P + F_{va} \times C_m \left[P_{feB} + \left(0,3 \times F_c + 0,70 \times F_c^2\right) P_{cuB} \right]$$

$$P_a = 22.800.000 + 73.000 \times 0,69854 \left[82,06 + \left(0,3 \times 0,70 + 0,7 \times 0,7^2\right) \times 505,3 \right]$$

$$P_a = 22.800.000,00 + 18.380.879,61 = \text{ R\$ } 41.180.879,61$$

Podemos observar que há uma diferença entre os preços atualizados dos dois transformadores no valor de R$ 2.468.487,81 a favor da proposta B, apesar de seu preço ser mais elevado no momento da oferta. Logo, a proposta B é a vencedora do certame.

Concluída a análise das propostas e emitida a ordem de compra do transformador para o vencedor do certame, devemos nos preparar para realizar uma segunda análise, agora baseada nos resultados dos ensaios de perda que devem ser exigidos na especificação técnica. Os valores dessas perdas conduzirão o comprador a aceitar o produto se as mesmas estiverem iguais ou inferiores aos valores garantidos pelo fabricante. Caso contrário, será necessária uma segunda análise que expressará o custo a ser arcado pelo comprador ao longo da operação do transformador.

4 – ANÁLISE DAS PERDAS PARA ACEITAÇÃO NOS ENSAIOS DO TRANSFORMADOR

Como as perdas devem ser garantidas pelo fabricante do transformador, é necessário que, no momento da recepção do equipamento na fábrica, o inspetor do comprador deve atentar para os valores das perdas a vazio e em carga obtidos no ensaio

Tabela 1 – Simulação da tarifa média do consumidor de 230 kV

Consumidor Horo-sazonal Azul (tarifa média 2021)							
Tarifas sem ICMS	Tarifas				Demanda Faturada	Energia Faturada	Total da Fatura
Descrição	Demanda	TUSD	TE	Baneira Tarifária Azul			
	R$/kW	R$/kWh	R$/kWh	R$/kWh	kW	kWh	R$/mês
Demanda Ponta	4,58	-	-	-	36.000	-	164.880,00
Demanda F Ponta	4,46	-	-	-	142.000	-	633.320,00
Consumo Ponta	-	0,02693	-	-	-	1.587.600	42.754,07
Consumo F Ponta	-	0,02693	-	-	-	20.874.000	562.136,82
Consumo Ponta	-	-	0,48566	-	-	1.587.600	771.033,82
Consumo F Ponta	-	-	0,29080	-	-	20.874.000	6.070.159,20
Consumo Ponta	-	-	-	0,51259	-	*1.587.600*	813.787,88
Consumo F Ponta	-	-	-	0,31773	-	*20.874.000*	6.632.296,02
Totais mensais - R$						***22.461.600***	**15.690.367,81**
Tarifa média mensal - R$/MWh						**698,54**	

do transformador, além dos aspectos puramente voltados para a qualidade técnica do equipamento.

Essa análise é importante para o comprador, pois a proposta vencedora certamente foi eleita com base nas perdas garantidas, já que os demais itens técnicos das propostas foram considerados aceitáveis. Para realizar esse estudo pode-se aplicar a expressão matemática (4), em que é o valor reduzido da proposta.

$$V_r = F_{va} \times C_m \times \left[\left(P_{fe2} - P_{fe1}\right) + (0,3 \times F_c + 0,7 \times F_c^{\,2} \times \left(P_{cu2} - P_{cu1}\right)\right] \qquad (4)$$

As variáveis dessa expressão já foram analisadas na parte inicial deste artigo. No entanto, o significado dos valores de perda tem outra conotação:

P_{fe1} – valor da perda em vazio garantida na proposta, em kW;

P_{fe2} – valor médio das perdas em vazio medidas nos ensaios de perdas;

P_{cu1} – valor da perda, em carga, garantida na proposta, em kW.

P_{cu2} – valor médio das perdas, em carga, medidas nos ensaios de perda.

Assim, na continuação do processo de compra do transformador de 90/120/150 MVA-230/69 kV vencido pela proposta B, passaremos para a sua fase final que é o estudo comparativo dos resultados dos ensaios de perda realizados na fábrica ou em laboratório de notável competência.

Ao final dos trabalhos de recebimento do transformador, o inspetor recebeu o Relatório dos Ensaios com os seguintes valores de perda:

P_{fe2} = 85,09 kW (valor médio das perdas em vazio medidas no ensaio de perdas);

P_{cu2} = 519,76 kW (valor médio das perdas, em carga, medidas no ensaio de perdas).

Observamos que há uma diferença maior nos ensaios realizados que resulta um custo adicional que deve ser considerado para fins de descontos no preço do transformador, justamente a ser reivindicado pelo comprador. Esse valor pode ser obtido a partir da expressão (4). As perdas garantidas na proposta foram:

- P_{fe2} 82,06 kW
- P_{cu2} = 505,3 kW

$$V_r = 73.000 \times 0,69854 \times \left[\left(85,09 - 82,06\right) + (0,3 \times 0,7 + 0,7 \times 0,7^2 \times\ 519,76 - 505,3)\right]$$

V_r = R$ 418.134,82 (valor a ser reduzido da proposta)

Nesse caso, o comprador deve legalmente ser ressarcido em decorrência das perdas a maior que lhe imputarão custos adicionais durante a operação do transformador.

Em geral, as especificações técnicas das empresas contêm penalidades claras para a ultrapassagem das perdas nos ensaios. Uma das formas de penalidade pode ser estabelecida neste texto: para cada 1,5% de perdas totais, ou fração disto, medidas a plena carga, nas tensões nominais à frequência nominal, acima do valor garantido contratualmente, o fornecedor pagará ao comprador uma multa equivalente a 1% do preço cotado para a unidade completa, acrescido dos encargos financeiros e dos reajustes de preço, quando existir.

Há várias outras formas de ressarcimento por ultrapassagem das perdas garantidas, devendo constar uma delas na especificação técnica a ser fornecida pelo comprador.

**João Mamede Filho é engenheiro eletricista e atualmente é diretor técnico da CPE - Estudos e Projetos Elétricos. Foi professor na Universidade de Fortaleza entre 1979 e 2012 e presidente da Nordeste Energia nos anos 1999 e 2000. É autor dos livros Manual de Equipamentos Elétricos (5ª Edição), Instalações Elétricas Industriais (9ª Edição), Proteção de Sistemas Elétricos de Potência (2ª Edição) e Proteção de Equipamentos Eletrônicos Sensíveis (2ª Edição).*